

**СОВМЕСТНЫЙ СТАНДАРТ НАЦИОНАЛЬНЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ**

---

Стандарт организации

**Автоматизированные системы  
коммерческого учета энергоресурсов**

**ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И МОНТАЖА, КОНТРОЛЬ  
ВЫПОЛНЕНИЯ, ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТ**

*Проект, первая редакция*

---

Некоммерческое Партнерство инженеров по отоплению, вентиляции,  
кондиционированию воздуха, теплоснабжению и строительной теплофизике  
«Северо-Западный Межрегиональный Центр АВОК»  
(НП «СЗ ЦЕНТР АВОК»)

## Предисловие

1	РАЗРАБОТАН	НП «СЗ ЦЕНТР АВОК»
2	ПРЕДСТАВЛЕН НА УТВЕРЖДЕНИЕ	Комитетом по системам инженерно-технического обеспечения зданий и сооружений Национального объединения строителей, протокол от _____ № ____ Комитетом нормативно-технической документации для объектов промышленного и гражданского назначения НОП
3	УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Решением Совета Национального объединения строителей, протокол от _____ № ____  Решением Совета Национального объединения проектировщиков, протокол от _____ № ____
4	ВВЕДЕН	ВПЕРВЫЕ

## Содержание

	Введение.....	<b>Ош ибк а! Зак лад ка не опре деле на.</b>
1	Область применения.....	
2	Нормативные ссылки.....	
3	Термины и определения.....	
4	Общие требования к устройству АСКУЭ(ТЭ).....	
5	Требования к функциям отдельных подсистем.....	
6	Требования к комплексу технических средств (КТС).....	
7	Состав АСКУЭ(ТЭ).....	
8	Требования к метрологическим характеристикам КТС АСКУЭ(ТЭ).....	
9	Требования к надежности АСКУЭ(ТЭ).....	
10	Требования к защите АСКУЭ(ТЭ) от несанкционированного доступа.....	
11	Требования к проектированию АСКУЭ(ТЭ).....	

12	Требования к монтажу комплекса технических средств АСКУЭ(ТЭ).....	
13	Требования по проведению пусконаладочных работ (ПНР) АСКУЭ(ТЭ).....	
14	Требования по проведению приемочных испытаний АСКУЭ(ТЭ) и сдача системы в эксплуатацию.....	
15	Техника безопасного проведения работ.....	
Приложение А	(рекомендуемое) Акт сдачи АСКУЭ(ТЭ) в эксплуатацию у потребителя	
Приложение Б	(рекомендуемое) Порядок определения пригодности данных учета для коммерческих расчетов	

## Введение

Настоящий стандарт разработан в рамках Программы стандартизации Национального объединения строителей, Национального объединения проектировщиков и направлен на реализацию Градостроительного кодекса Российской Федерации, Федерального закона от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 624 «Об утверждении Перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства».

Настоящий стандарт устанавливает общие правила выполнения работ по устройству, монтажу, наладке и вводу в эксплуатацию автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов.

Авторский коллектив: д.т.н., профессор А.М. Гримитлин (НП «СЗ ЦЕНТР АВОК», НП «Инженерные системы-монтаж»), к.т.н. Г.В. Гришин (НП ОППУ «Метрология энергосбережения»), П.Б. Никитин (Консорциум «ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ»), Р.Г. Крумер (НП «СЗ ЦЕНТР АВОК», ООО «ПетроТеплоПрибор»), В.К. Недзвецкий (ЗАО НПФ «Теплоком»).

**Автоматизированные системы  
коммерческого учета энергоресурсов.**

**ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И МОНТАЖА, КОНТРОЛЬ  
ВЫПОЛНЕНИЯ, ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТ**

---

## **1 Область применения**

Настоящий стандарт распространяется на автоматизированные системы коммерческого учета воды, теплофикационной воды, тепловой энергии и устанавливает общие правила для устройства, монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию АСКУЭ(ТЭ). Стандарт применим в области учета энергоресурсов на объектах жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и промышленности.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы следующие нормативные и методические документы:

ГОСТ 2.601-2006. «Единая система конструкторской документации.

Эксплуатационные документы»;

ГОСТ 2.610-2006. «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов»;

ГОСТ 8.156-83 «Государственная система обеспечения единства измерений.

Счетчики холодной воды. Методы и средства поверки»;

ГОСТ 8.586.1-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

ГОСТ Р 8.642-2008 «Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии. Основные положения»;

ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

ГОСТ 12.2.007.0—75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 21.408-93 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;

ГОСТ 24.103-84 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Основные положения»;

ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения»;

ГОСТ 24.702-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Эффективность автоматизированных систем управления. Основные положения»;

ГОСТ 26.011-80 «Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные»;

ГОСТ 26.013-81 «Средства измерений и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные»;

ГОСТ 26.014-81 «Средства измерений и автоматизации. Сигналы электрические кодированные входные и выходные»;

ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения»;

ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначения документов при создании автоматизированных систем»;

ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем»;

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006 «Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования»;

ГОСТ Р ЕН 1434-2-2006 «Теплосчетчики. Часть 2. Требования к конструкции»;

ГОСТ Р ЕН 1434-3-2006 «Теплосчетчики. Часть 3. Обмен данными и интерфейсы»;

ГОСТ Р ЕН 1434-4-2006 «Теплосчетчики. Часть 4. Испытания в целях утверждения типа»;

ГОСТ Р ЕН 1434-5-2006 «Теплосчетчики. Часть 5. Первичная поверка»;

ГОСТ Р ЕН 1434-6-2006 «Теплосчетчики. Часть 6. Установка, ввод в эксплуатацию, контроль, техническое обслуживание»;

ГОСТ 2789-82 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики»;

ГОСТ 6651-2009 «Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний»;

ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования»;

ГОСТ 19104-88 «Соединители низкочастотные на напряжение до 1500 В цилиндрические. Основные параметры и размеры»;

ГОСТ 19768-93 «Информационная технология. Наборы 8-битных кодированных символов. Двоичный код обработки информации»;

ГОСТ 25154-82 «Зажимы контактные наборные с плоскими выводами. Конструкция, основные параметры и размеры»;

ГОСТ 25164-96 «Соединения приборов с внешними гидравлическими и газовыми линиями. Типы, основные параметры и размеры. Технические требования»;

ГОСТ 25165-82 «Соединения приборов и устройств ГСП с внешними пневматическими линиями. Типы, основные параметры и размеры. Технические требования»;

ГОСТ Р 51649-2000 «Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52932-2008 «Счетчики электромагнитные, ультразвуковые, вихревые и струйные для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия»;

РМГ 29-99\* «ГСИ. Метрология. Основные термины и определения»;

СП 48.13330.2011 «СНиП 12-01-2004 Организация строительства»;

СП 49.13330.2010 «СНиП 12-03-2001 Часть 1. Безопасность труда в строительстве»;

СП 52.13330.2011 «СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение»;

Система стандартов по безопасности труда;

СП 75.13330.2011 «СНиП 3.05.05-85 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

СП 76.13330.2011 «СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства»;

СП 77.13330.2011 «СНиП 3.05-07-85 Системы автоматизации»;

СП 112.13330.2011 «СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

Стандарт НП ОППУ «Метрология Энергосбережения» «Приборы учета тепловой энергии. Общие требования»;

Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения» «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования».

### **3 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434, РМГ 29-99, Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения», а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) (АСКУЭ(ТЭ)):** аппаратные и программные средства, обеспечивающие дистанционный сбор, хранение и обработку данных о потреблении энергоресурсов с приборов учета по различным каналам связи: интерфейс RS-485 , интерфейс RS-232, CAN интерфейс , DialUp, GSM, GPRS,

Ethernet, Internet, радиоэфир, PLC - сеть 0,4кВ и предоставление информации через сети общего доступа о количестве потреблённых энергоресурсов физическим или юридическим лицам, имеющим право доступа к этой информации.

Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения» «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.2 алгоритм функционирования автоматизированной системы** — алгоритм, задающий условия и последовательность действий компонентов автоматизированной системы при выполнении ею своих функций.

Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения» «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.3 виды тепловых нагрузок** — отопительная, вентиляционная, кондиционирование воздуха, технологическая, горячее водоснабжение.

Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения» «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.4 влияющая величина** — величина, не являющаяся измеряемой, но оказывающая влияние на значение измеряемой величины или показания теплосчетчика.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.4.6.

**3.5 влияющие параметры** — значения влияющих величин, которые находятся в пределах нормированных рабочих условий.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.4.7.

**3.6 водосчетчик (преобразователь расхода)** — измерительный прибор, предназначенный для измерения объема (массы) воды (жидкости), протекающей в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока.

Стандарт НП ОППУ «Метрология Энергосбережения» «Приборы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.7 водяная система теплоснабжения** — система теплоснабжения, в которой теплоносителем является вода.

**3.8 возмущение** — значения влияющих величин, которые выходят за пределы нормированных рабочих условий.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.4.8.

**3.9 время работы приборов узла учета** — интервал времени, за который на основе показаний приборов ведется учет тепловой энергии и массы (или объема) теплоносителя, а также контроль его температуры и давления.

**3.10 время реакции** — интервал времени между начальным моментом изменения расхода или температуры потока и моментом, когда изменение значения измеряемой величины достигает 50%.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.4.1.

**3.11 быстродействующий теплосчетчик** — теплосчетчик, предназначенный для применения в системах теплоснабжения с динамическими изменениями расхода.

**3.12 граница балансовой принадлежности тепловых сетей** — линия раздела элементов тепловых сетей между владельцами по признаку собственности, аренды или полного хозяйственного ведения.

**3.13 допуск в эксплуатацию узла учета** — процедура, определяющая пригодность узла учета тепловой энергии к коммерческой эксплуатации, подтверждается актом установленного образца.

**3.14 зависимая схема подключения системы теплоснабжения** — схема присоединения к тепловой сети, при которой теплоноситель (вода) из тепловой сети поступает непосредственно в систему теплоснабжения.

**3.15 закрытая водяная система теплоснабжения** — система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, из сети не отбирается.

**3.16 измерительный канал теплосчетчика** — совокупность измерительных преобразователей и/или средств измерений, линий связи, электронных (вычислительных) блоков, обеспечивающих измерение количества теплоты или

других физических величин по данным об измеренных параметрах теплоносителя.

Стандарт НП ОПТУ «Метрология энергосбережения» «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.17 измерительный преобразователь расхода объема, массы, давления, температуры** - средство измерения, предназначенного для преобразования значения физической величины расхода (объема, массы, давления, температуры) в электрический аналоговый или импульсный сигнал или цифровой код.

Стандарт НП ОПТУ «Метрология Энергосбережения» «Приборы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.18 источник теплоты (тепловой энергии)** — энергоустановка, производящая тепло (тепловую энергию).

**3.19 количество теплоты (тепловая энергия)** — изменение внутренней энергии теплоносителя, происходящее при теплопередаче в теплообменных контурах.

РМГ 29-99, п.4.11.

**3.20 коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя (коммерческий учет)** — установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определенный период, с помощью приборов учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - приборы учета) или расчетным путем в целях использования сторонами при расчетах в соответствии с договорами.

**3.21 комплекс средств автоматизации автоматизированной системы (КСА АС)** — совокупность всех компонентов АС, за исключением людей.

**3.22 наибольшее значение измеряемого расхода теплоносителя** — значение расхода теплоносителя, при котором теплосчетчик работает непрерывно без превышения предельно допустимой погрешности измерения.

**3.23 независимая схема подключения системы теплоснабжения** — схема присоединения системы теплоснабжения к тепловой сети, при которой

теплоноситель из тепловой сети проходит через теплообменный аппарат, установленный в тепловом пункте потребителя, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в дальнейшем в системе теплоснабжения.

**3.24 нормированные рабочие условия** — условия эксплуатации, представляющие собой диапазоны влияющих величин, при которых метрологические характеристики теплосчетчика находятся в пределах максимально допустимых погрешностей.

**3.25 объект** — совокупность точек учета потребления энергоресурсов.

**3.26 открытая водяная система теплоснабжения** — водяная система теплоснабжения, в которой вода частично или полностью отбирается из системы потребителями теплоты.

**3.27 первичный преобразователь** - составной элемент теплосчетчика, который преобразует значение физической величины расхода (объема, массы, давления, температуры) в электрический сигнал

РМГ 29-99, п.4.10.

**3.28 погрешность измерений** — разность показаний теплосчетчика и истинного значения измеренной величины:

- **основная погрешность** — погрешность теплосчетчика, определенная при нормальных условиях.

- **начальная основная погрешность** — погрешность теплосчетчика, определяемая до испытаний рабочих характеристик и оценки долговечности.

- **максимально допустимая погрешность** — предельное значение основной погрешности.

- **погрешность эксплуатации** — разность основной погрешности, определенной после установленного периода эксплуатации, и начальной основной погрешности.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.4.9.

**3.29 потребитель тепловой энергии** — юридическое или физическое лицо, которому принадлежат на правах собственности теплоснабжающие установки

и оборудование, присоединенные к системе теплоснабжения энергоснабжающей организации.

**3.30 приборы учета** — средства измерений и технические устройства, которые выполняют функции: измерения, накопления, хранения, отображения информации о количестве тепловой энергии, массе (объеме), температуре, давлении теплоносителя и времени работы приборов.

**3.31 расход теплоносителя** — масса (объем) теплоносителя, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени.

**3.32 регистрация величины** — отображение измеряемой величины в цифровой или графической форме.

**3.33 система теплopotребления** — комплекс теплopotребляющих установок, органов отключения и регулирования с соединительными трубопроводами или тепловыми сетями.

**3.34 система теплоснабжения** — совокупность источников тепловой энергии и теплopotребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

**3.35 средство измерений** – техническое устройство, предназначенное для измерения физических величин.

РМГ 29-99, п.4.12.

**3.36 структура АСУ** – понятие, характеризующее внутреннее строение системы и описывающее устойчивые связи между ее элементами.

При описании АСУ пользуются следующими видами структур, отличающимися типами элементов и связей между ними:

-функциональная (элементы - функции, задачи, операции; связи - информационные);

-техническая (элементы-устройства; связи - линии связи);

-организационная (элементы - коллективы людей и отдельные исполнители; связи - информационные, соподчинения и взаимодействия);

-алгоритмическая (элементы - алгоритмы; связи - информационные);

-программная (элементы - программные модули; связи - информационные и управляющие);

-информационная (элементы - формы существования и представления информации в системе; связи - операции преобразования информации в системе).

В рабочей документации (РД) структуры АСУ приводятся на соответствующих схемах: структурной, функциональной, принципиальной, схеме соединений и т.п.

Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения» «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования», п.4

**3.37 счетчик пара** — измерительный прибор, предназначенный для измерения объемного расхода и объема пара, протекающего в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока.

Стандарт НП ОППУ «Метрология энергосбережения» «Приборы учета тепловой энергии. Общие требования», п.3

**3.38 тепловая сеть** — совокупность трубопроводов и устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии.

**3.39 тепловой пункт (ТП)** — комплекс устройств для присоединения систем теплоснабжения к тепловой сети и распределения теплоносителя по видам теплового потребления.

**3.40 тепловычислитель** — средство измерений, предназначенное для определения количества теплоты по поступающим на его вход сигналам от средств измерений параметров теплоносителя.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.3.2.

**3.41 теплообменный контур** — теплоснабжающая установка (система) или источник теплоты или их часть, имеющие один подающий и один обратный трубопроводы.

**3.42 теплопотребляющая установка** — комплекс устройств, использующих теплоту для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха и технологических нужд.

**3.43 теплоснабжение** — обеспечение потребителей тепловой энергией.

**3.44 теплосчетчик** — прибор или комплект приборов (средство измерения), предназначенный для определения количества теплоты и измерения массы и параметров теплоносителя.

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006, п.3.3.

**3.45 точка учета** — место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых энергоресурсов для целей коммерческого учета.

**3.46 узел учета тепловой энергии, воды (УУТЭ)** — комплект приборов и устройств, обеспечивающий учет хозяйственно-питьевой воды, теплофикационной воды, тепловой энергии, массы (или объема) теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров.

## **4. Общие требования к устройству АСКУЭ(ТЭ)**

4.1. АСКУЭ(ТЭ) предназначены для автоматизированного учета потребления энергоресурсов (тепловой энергии, воды) и контроля параметров энергоснабжения, а также своевременного формирования необходимой информации для решения экономических и технологических задач.

4.2. Цели создания АСКУЭ(ТЭ):

- обеспечение достоверности собираемой информации, автоматизированный сбор и обработка данных приборов учета;
- выявление источников неучтенных расходов и скрытых потерь;
- контроль количества и качества производимых, транспортируемых и потребляемых энергоресурсов (тепловой энергии, воды);
- представление измеренных значений для осуществления взаиморасчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов (тепловой энергии, воды);

- информационная поддержка принятия управленческих решений на основе контроля и анализа параметров энергоснабжения.

4.3. Объектами АСКУЭ(ТЭ) являются узлы учета тепловой энергии, горячего водоснабжения (ГВС), хозяйственно-питьевой воды, установленные или вновь устанавливаемые на вводах в жилых домах (приборы домового учета) и других объектах жилищно-коммунального хозяйства, вводно-распределительные устройства, автоматизированные тепловые пункты, источники энергоресурсов и т.п.

4.4. АСКУЭ(ТЭ) представляет собой комплекс приборного учета энергоресурсов и информационный центр, осуществляющий: дистанционное считывание информации с приборов учета; хранение информации и первичную аналитическую обработку; передачу информации потребителям в зависимости от уровня доступа.

4.5. Взаимодействие приборов учета, потребителей и администраторов системы с ядром системы должно осуществляться по безопасным каналам связи.

4.6. Создаваемые АСКУЭ(ТЭ) должны соответствовать современному уровню программно-технических средств и отвечать следующим требованиям:

- должны использоваться современные сетевые технологии для обеспечения надежной и быстрой связи между частями системы;
- система должна быть проста и доступна для работы персонала;
- система должна быть защищена от несанкционированного доступа пользователей к программам и данным средств измерения.

4.7. Типы применяемых приборов учета энергоресурсов должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений Российской Федерации, иметь необходимые сертификаты соответствия и обеспечивать возможность их работы в составе АСКУЭ(ТЭ). Технические, метрологические и функциональные характеристики, конструкция и комплектация приборов учета должны быть приведены в их эксплуатационной документации.

4.8. Разграничение доступа потребителей информации и администраторов осуществляется с помощью присвоения индивидуальных прав. Различают следующие уровни доступа:

- абонентский – предоставляется представителям служб, эксплуатирующих конкретный объект (Председатель ТСЖ, главный энергетик и т.д.). Доступна информация о потреблении энергоносителей (тепловой энергии, воды) исключительно по объекту;

- расширенный абонентский - предоставляется представителям служб, осуществляющих эксплуатацию группы объектов или осуществляющих руководство работой объектов. Доступна информация о потреблении энергоносителей по всей группе объектов;

- полный абонентский - предоставляется представителям органов местного самоуправления. Доступна информация о потреблении энергоносителей на подконтрольной территории;

- полный – доступен при включении АСКУЭ(ТЭ) в другие системы сбора информации, в том числе государственные информационные системы (ГИС). Доступна информация о потреблении энергоресурсов на всех объектах АСКУЭ(ТЭ);

- полный по ресурсоснабжению – предоставляется организациям, осуществляющим поставку энергоресурсов на объекты. Доступна информация о потреблении энергоресурсов на всех объектах АСКУЭ(ТЭ) на соответствующих точках учета;

- сервисный - предоставляется представителям служб, осуществляющей эксплуатацию приборов учета на объектах или группах объектов. Доступна информация о потреблении энергоресурсов по всем объектам. Кроме того, при таком уровне доступа возможно создание и описание точек учета, создание и описание объектов и назначение прав абонентского доступа;

- администраторский – предоставляется полный доступ ко всей информации и ко всем настройкам АСКУЭ(ТЭ). Предоставляется только представителям организации, осуществляющей эксплуатацию АСКУЭ(ТЭ).

4.9. Метрологическое обеспечение АСКУЭ(ТЭ) производится в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 и п 4.7., также сертифицируются средства связи и программное обеспечение сбора, обработки, архивирования и представления измерительной и диагностической информации с узлов учета. Сертификация программного обеспечения может проводиться в аккредитованных сертификационных организациях.

4.10. В составе АСКУЭ(ТЭ) могут быть предусмотрены программно-технические средства для аналитической обработки измерительной информации с целью формирования оперативной и статистической отчетности, плановых и фактических расчетов потребления ресурсов, автоматического расчета потребления объектом или группой объектов в случае неисправности (временного отсутствия) прибора учета по среднему значению, либо по нормативному потреблению и т.п.

4.11. Функциональная структура ядра АСКУЭ(ТЭ) должна состоять из следующих подсистем:

- подсистемы измерения параметров потребляемых энергоресурсов и автоматизированного сбора данных с приборов учета;

- подсистемы обработки измерительной информации, ведения протоколов и архивирования данных;

- подсистемы формирования отчетов по данным приборов учета, предназначенной для формирования оперативной и сводной отчетности заданной формы с различной периодичностью (сутки, месяц и т.д.);

- подсистемы отображения графической информации (состояния объектов системы, текущих значений технологических параметров, событий, происходящих в системе и т.п.);

- подсистемы сигнализации о наличии в работе узлов учета нештатных ситуаций, срабатывании сигнальных датчиков и т.д.

4.12. Приборы учета, подключаемые к АСКУЭ(ТЭ) должны иметь полное описание формата доступа к данным. Для доступа к архивам приборов учета

должен использоваться общедоступный протокол, описание которого находится в свободном распространении.

4.13. Каждый измерительный прибор, используемый в АСКУЭ(ТЭ), должен проходить поверку с периодичностью, предусмотренной для него по результатам испытаний для целей утверждения типа средств измерений. Межповерочный интервал указывается в паспорте прибора. По завершении межповерочного интервала результаты измерений не могут быть признаны коммерческими.

4.14. Измерительные приборы, исключенные из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, к установке в новых АСКУЭ(ТЭ) не допускаются.

4.15. Выбор типа приборов учета осуществляет проектная организация на основании требований технических условий на проектирование АСКУЭ(ТЭ).

## **5. Требования к функциям отдельных подсистем**

5.1. Подсистема сбора данных в автоматическом режиме должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматический и по запросу оператора опрос приборов учёта и получение текущих и архивных данных с параметрами потребления энергоресурсов;

- приведения указанных данных к виду, необходимому для наполнения подсистемы хранения данных;

- передачу полученных данных в подсистему обработки измерительной информации с заданной периодичностью.

5.2. Подсистема обработки измерительной информации, ведения протоколов и архивирования данных должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- контроль и оценка изменения состояния составных элементов системы;
- хранение данных реального времени и архивных данных;

- расчёты потребленных энергоресурсов по формулам приборов учёта по их существующим данным часовых архивов и директивно задаваемым данным при отказах датчиков, приборов.

5.3. Подсистема формирования отчетов по данным приборов учета должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- формирование отчетов в соответствии с заданными шаблонами;
- формирование отчетов на произвольную дату по запросу пользователя;
- формирование отчетов в автоматическом режиме (по расписанию).

5.4. Подсистема отображения графической информации должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение состояния приборов учета и АСКУЭ(ТЭ) в целом в виде соответствующих графических символов;

- отображение текущих значений измеряемых параметров;

- быстрый доступ к получению подробной информации с отображением информации на мнемосхемах узлов учета (текущие значения измеряемых параметров) и в журналах событий (события приборов учета и АСКУЭ(ТЭ) в целом);

- диагностика состояния каналов связи;

- дополнительно возможно представление данных в карте населенных пунктов.

5.5. Подсистема сигнализации о наличии в работе АСКУЭ(ТЭ) нештатных ситуаций, срабатывании сигнальных датчиков должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- контроль состояния объектов АСКУЭ(ТЭ), в том числе нештатных ситуаций, регистрируемых как приборами учета (выход контролируемых параметров за регламентные границы, отсутствия связи с приборами учета, изменение настроечных параметров приборов учета (изменение контрольных сумм)), так и нештатных ситуаций самой АСКУЭ(ТЭ) (отсутствие электропитания, срабатывание датчиков охранной сигнализации, затопления и т.п.);

- распознавать все нештатные ситуации, регистрируемые приборами учета, подключенными к АСКУЭ(ТЭ). Кроме того, АСКУЭ(ТЭ) должна обеспечивать представление информации о потреблении энергоресурсов с учетом реакции приборов учета на возникновение нештатной ситуации;

- информирование представителей организации, обслуживающей АСКУЭ(ТЭ), и представителей ресурсоснабжающей организации о зарегистрированной нештатной ситуации и о предполагаемой реакции прибора учета на нештатную ситуацию. Информирование может производиться с помощью sms-сообщения или по e-mail. Сроки информирования устанавливаются при монтаже АСКУЭ(ТЭ), но не должны превышать 24 часов с момента регистрации прибором учета нештатной ситуации.

## **6. Требования к комплексу технических средств (КТС)**

6.1. В комплексе технических средств, используемых в АСКУЭ(ТЭ), должны использоваться приборы учета и технические средства серийного производства, имеющие соответствующие сертификаты Российской Федерации для эксплуатации на объектах автоматизации (в случае, если такие сертификаты требуются действующим законодательством Российской Федерации).

6.2. В паспорте прибора учета при выпуске его из производства или после проведения поверки должны быть приведены значения всех настроечных коэффициентов, которые влияют на метрологические характеристики данного прибора, а также номер версии встроенного программного обеспечения и коды циклического контроля (CRC). Все эти коэффициенты и числовые данные должны быть доступны для чтения на индикаторе прибора, для считывания с помощью специальных устройств или на компьютере для сличения с паспортными данными.

6.3. Для сбора и передачи информации с приборов учета должны служить специализированные устройства сбора и передачи данных. Каналы передачи могут быть построены на основе цифровых, аналоговых, спутниковых, радио- или

сотовых систем связи. Каналы связи должны быть постоянно подключены к АСКУЭ(ТЭ), не допускается их использование для иных целей.

6.4. Автоматизированные системы коммерческого учета энергоресурсов могут иметь основной и резервный каналы связи вне зависимости от технического решения (телефонные линии, радиоканал и т.п.).

6.5. Форматы и протоколы передачи данных должны быть построены на основе "открытых" промышленных стандартов, которые обеспечивают их использование в составе других АСКУЭ и дают возможность транспортировать данные в различные информационные системы, базы данных, электронные таблицы и другие типы программных приложений для дальнейшей обработки и хранения информации.

6.6. Передача данных приборов учета должна осуществляться с использованием сетей общего доступа. Кроме того, ввод архивных данных возможен в ручном режиме через web-интерфейс представителем организации, эксплуатирующей приборы учета.

6.7. Требования к оборудованию центра сбора информации.

6.7.1. Ядром АСКУЭ(ТЭ) должны быть сервер связи и описаний, а также серверы баз данных.

6.7.2. Аппаратная часть серверов связи и баз данных АСКУЭ(ТЭ) представляет собой ЭВМ серверного исполнения либо выделенный персональный компьютер (ПК). Технические характеристики серверов (ПК) должны выбираться с учетом не менее чем 20% резерва производительности. Для обеспечения большей отказоустойчивости и надежной защиты от потери данных сервер баз данных должен иметь RAID-массив 5 уровня.

6.8. Требования к пользовательскому интерфейсу АСКУЭ(ТЭ).

6.8.1. Система должна отображать средствами человеко-машинного интерфейса на рабочем месте диспетчера:

- информацию о текущих и архивных значениях параметров потребления энергоресурсов по каждому объекту или группы объектов за определенный промежуток времени;

- сообщения о нештатных ситуациях на объектах;
- дополнительно возможно представление информации о расположении объектов системы (узлов учета, тепловых пунктов и т.д.) на карте города по зонам и подзонам с сигнализацией состояния объектов зоны (подзоны) и каждого объекта.

6.8.2. Основными формами представления информации должны быть отчеты, динамические мнемосхемы, временные диаграммы (тренды) и числовые значения параметров. Конкретная реализация графического интерфейса пользователя разрабатывается в ходе создания системы.

6.8.3. Для всех типов информационных, предупредительных и тревожных сообщений, выдаваемых наблюдателю, должен быть предусмотрен механизм подтверждения принятия сообщения.

## **7. Состав АСКУЭ(ТЭ)**

7.1. В состав АСКУЭ(ТЭ) входят:

- узел учета тепловой энергии, горячего водоснабжения и хозяйственно-питьевой воды (УУТЭ);
- комплекс сбора, обработки и передачи информации.

7.2. Требования к основным параметрам УУТЭ.

7.2.1. УУТЭ оснащается теплосчетчиком, имеющем в своем составе преобразователи расхода и температуры, датчики давления, вычислитель или их комбинацию.

7.2.2. Диаметры условных проходов преобразователей расхода в составе теплосчетчиков должны выбираться по ГОСТ Р 52932 из ряда: 10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 1800; 2000 мм.

7.2.3. Наибольшее значение расхода измеряемой среды, при котором должны измеряться тепловая энергия и количество теплоносителя, должно соответствовать значению средней по сечению скорости от 0,3 до 10,0 м/с.

7.2.4. Наименьшее значение расхода измеряемой среды, при котором должны измеряться тепловая энергия и количество теплоносителя выбирают из ряда: 0,001; 0,004; 0,01; 0,02; 0,04; 0,1 от наибольшего значения расхода измеряемой среды.

7.2.5. В качестве преобразователя расхода должны применяться преобразователи, реализующие электромагнитный, ультразвуковой, тахометрический, вихревой методы, метод переменного перепада.

7.2.6. Максимально допустимые потери напора в тепловой сети, вызванные установкой преобразователей расхода, при скорости потока 5 м/с должны быть не более 30-40 КПа (0,3-0,4 атм, 3-4 м вод. ст.).

7.2.7. Наибольшее значение рабочей температуры измеряемой среды для преобразователей расхода, применяемых в составе теплосчетчиков, должно находиться в пределах от 90 до 200°C.

7.2.8. Наименьшее значение разности температур измеряемой среды в подающем и обратном трубопроводах не должно быть ниже 3°C.

7.2.9. Наибольшее избыточное рабочее давление измеряемой среды для теплосчетчика и входящих в его состав первичных преобразователей должно быть не менее 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>).

7.2.10. Теплосчетчик должен обеспечивать измерение и вывод на устройства индикации (регистрации) значений следующих параметров:

- среднего объемного расхода теплоносителя (в м<sup>3</sup>/ч, л/мин);
- среднего объемного расхода в трубопроводе ХВС и ГВС (в м<sup>3</sup>/ч, л/мин);
- среднего массового расхода теплоносителя (в т/ч, кг/ч, т/мин, кг/мин);
- объема теплоносителя нарастающим итогом (в м<sup>3</sup>, л);
- массы теплоносителя (в т, кг);
- температуры теплоносителя в трубопроводах (в °С);
- разности температур подающем и обратном трубопроводах (в °С);
- давления в трубопроводах (допускается ввод в виде константы) (в КПа, кгс/см<sup>2</sup>, МПа, атм);
- тепловой мощности (в Гкал/час, ГДж/час, МВт);

- тепловой энергии (в Гкал, ГДж, МВт·ч);
- времени работы, простоя, нештатной ситуации (в ч, мин, с).

7.2.11. При наличии отсчетного устройства число разрядов должно обеспечивать отображение накопленных нарастающим итогом значений тепловой энергии и количества теплоносителя при наибольшем расходе и наибольшей разности температур в течение не менее 2000 ч без возврата на нуль.

7.2.12. Электрическое питание теплосчетчиков должно осуществляться от:

- электрической сети общего назначения постоянного или переменного тока;
- источника питания =24 (=12; =36) В;
- автономного встроенного источника питания.

Допускается комбинированное питание теплосчетчиков. Параметры электрического питания должны быть указаны в эксплуатационной документации на теплосчетчики.

7.2.13. Измеряемые с помощью теплосчетчиков величины и параметры могут преобразовываться в стандартные электрические выходные сигналы по ГОСТ 26010, ГОСТ 26011, ГОСТ 26.013, ГОСТ 26.014, ГОСТ 19768.

7.2.14. Теплосчётчики должны иметь возможность подключения по интерфейсу RS23, RS485 или интерфейс Ethernet для считывания накопленной информации, установочных параметров и подключения к системам диспетчеризации и управления потреблением коммунальных ресурсов.

7.2.15. Допускается применение в составе теплосчетчиков преобразователей температуры и комплектов преобразователей температуры, соответствующих ГОСТ Р ЕН 1434.

7.2.16. Номинальное значение силы тока, проходящего через преобразователь температуры, не должно превышать 1 мА.

7.2.17. Комплект преобразователей температуры должен обеспечивать измерение разности температур в диапазоне от 3 до 150°C.

7.2.18. Показатель тепловой инерции преобразователей температуры не должен превышать 10 с.

### 7.3. Конструктивные требования к УУТЭ.

7.3.1. Теплосчетчики могут иметь отделяющиеся составные части, в том числе преобразователи расхода, температуры, давления, тепловычислители, устройства передачи и представления измерительной информации.

7.3.2. Конструкция преобразователей расхода должна обеспечивать фланцевые или межфланцевые соединения с трубопроводами водяной системы теплоснабжения.

7.3.3. В составе теплосчетчиков должны применяться преобразователи расхода, соответствующие п.7.2.5.

7.3.4. Теплосчетчики должны быть снабжены защитными устройствами, предотвращающими возможность разборки или переделки теплосчетчика без очевидного повреждения защитного устройства (пломбы).

7.3.5. Габаритные, установочные и присоединительные размеры, материалы деталей, соприкасающихся с теплоносителем, потребляемая мощность, масса должны быть указаны в эксплуатационной документации на теплосчетчики.

7.3.6. Теплосчетчики (вычислители) должны иметь цифровые порты для подключения переносного компьютера и архиватора для считывания архивов теплосчетчика и диагностики его работы, а также для подключения модемов и локальных сетей дистанционной передачи данных. Подключение модемов в зависимости от типа теплосчетчика может осуществляться непосредственно как к цифровому порту теплосчетчика, так и через дополнительные преобразователи интерфейсов или радиоканал.

7.3.7. В составе комбинированных теплосчетчиков для измерения температуры должны использоваться подобранные пары термопреобразователей сопротивления класса А по ГОСТ 6651. Вычислители должны иметь возможность настройки на НСХ указанных типов термопреобразователей. Настройки каналов измерения температуры данных приборов должны быть доступны для просмотра на индикаторе прибора учета.

7.3.8. Емкость архива теплосчетчика должна быть не менее: для часового – 45 суток; для суточного и тотального – 1 года.

7.3.9. При отключении электропитания данные в архиве теплосчетчика должны сохраняться не менее 5 лет.

## **8. Требования к метрологическим характеристикам КТС АСКУЭ(ТЭ)**

8.1. Настоящий стандарт устанавливает требования к метрологическим характеристикам приборов учета, используемых для целей коммерческого учета энергоресурсов в зависимости от условий эксплуатации. Условия эксплуатации средств измерений указываются в проекте АСКУЭ(ТЭ) и должны соответствовать допустимым значениям, указанным в эксплуатационной документации приборов учета.

### **8.2. Требования к метрологическим характеристикам КТС УУТЭ.**

8.2.1. Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более:

5% в диапазоне расхода пара от 10 до 30%;

4% в диапазоне расхода пара от 30 до 100%.

Счетчики пара в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более 3% в диапазоне расхода пара от 10 до 100%. Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение температуры пара и конденсата с абсолютной погрешностью не более  $(\pm(0,5+0,005t))^{\circ}\text{C}$ . Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение давления (избыточного или абсолютного):

- пара с приведенной погрешностью не более  $(\pm 1,0)\%$ ;

- конденсата с приведенной погрешностью не более  $(\pm 1,5)\%$ .

8.2.2. В УУТЭ водяных систем при потреблении тепловой энергии более 0,1 Гкал/час должны применяться теплосчетчики класса С или В по ГОСТ Р 51649. Минимальная измеряемая разница температур в подающем и обратном трубопроводах выбирается из ряда: для класса С – 1, 2, 3 °С; для класса В – 2, 3, 5

°С. В УУТЭ водяных систем при потреблении тепловой энергии менее 0,1 Гкал/час могут применяться теплосчетчики любого класса по ГОСТ Р 51649 с минимальной измеряемой разницей температур не более 10 °С .

8.2.3. Номинальный динамический диапазон измерения объемного расхода воды для расходомеров, установленных на каждом трубопроводе, должен быть:

- не менее 1:30 для расходомеров класса В или С по с условным диаметром более 300 мм;

- не менее 1:150 для расходомеров класса В или С, установленных на трубопроводах закрытых зависимых и независимых систем, включая трубопроводы подпитки, при потреблении тепловой энергии более 0,1 Гкал/час;

- не менее 1:150 для расходомеров любого класса, установленных на трубопроводах закрытых зависимых и независимых систем, включая трубопроводы подпитки, при потреблении тепловой энергии менее 0,1 Гкал/час;

- не менее 1:150 для расходомеров В или С класса, установленных на трубопроводах открытых систем, при условии установки на отводящих трубопроводах горячего водоснабжения отдельных расходомеров;

- не менее 1:200 для расходомеров класса В или С, установленных на трубопроводах открытых систем, при отсутствии на отводящих трубопроводах горячего водоснабжения отдельных расходомеров;

- не менее 1:50 для расходомеров любого класса, установленных на трубопроводах тупиковых систем и на отводящих трубопроводах открытых систем.

8.2.4. Теплосчетчики водяных систем теплоснабжения должны обеспечивать:

- измерение разности температур в двух трубопроводах с максимально допустимой относительной погрешностью не более:  $(\pm (0,05 + 0,001\Delta t))$  для пары преобразователей температуры класса А,  $(\pm (0,1 + 0,002 \Delta t))$  для пары класса В.

Где:  $\Delta t_{\text{MIN}}$  - минимальная измеряемая разность температур;

$\Delta t$  - измеряемая разность температур.

- измерение температуры с максимально допустимой абсолютной погрешностью не более  $(\pm(0,15+0,002t))^\circ\text{C}$ . Абсолютная погрешность преобразователей температуры не должна превышать погрешности преобразователей температуры класса А по ГОСТ 6651;

- измерение давления (избыточного или абсолютного) с максимально допустимой приведенной погрешностью не более  $(\pm 1)\%$ ;

- измерение расхода с максимально допустимой относительной погрешностью в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006.

8.2.5. Предел допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении тепловой энергии в закрытых системах теплоснабжения не должен превышать:

- 4,0 %, при разности температур равной или более  $20^\circ\text{C}$ ;

- 5,0 %, при разности температур равной или более  $10^\circ\text{C}$  и не более  $20^\circ\text{C}$ ;

- 6,0 %, при разности температур не более  $10^\circ\text{C}$ .

8.2.5. Относительная погрешность измерения разности масс в подающем и обратном трубопроводе не должна превышать значений, вычисленных по формуле:

$$\Delta M = \pm 2 \frac{M_1 + M_2}{M_1 - M_2}, \% \quad (1)$$

где:  $M_1, M_2$  – измеренные значения масс теплоносителя, прошедших через подающий и обратный трубопроводы.

8.2.6. Предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расхода не должен превышать  $(\pm 2,0)\%$  в нормированном диапазоне измерения значений расходов.

8.2.7. Предел допускаемой относительной погрешности тепловычислителя при измерении разности температур не должен превышать  $(\pm 0,5)\%$ .

8.2.8. Теплосчетчики должны обеспечивать измерение текущего времени с относительной погрешностью не более 0,01 %.

8.2.9. Максимально допустимая относительная погрешность теплосчетчика (единого и комбинированного) принимается по ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006.

8.3. Требования к метрологическому обеспечению АСКУЭ(ТЭ) принимаются в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002.

## **9. Требования к надежности АСКУЭ(ТЭ)**

9.1. Надежность АСКУЭ(ТЭ) должна быть обеспечена выбором и разработкой совокупности технических, программных средств, их соответствием условиям эксплуатации, выполнением требований монтажа и пусконаладки, а также регламентом их обслуживания и поверки. Программно-технический комплекс должен обеспечивать круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы.

9.2. Прекращение функционирования любой из подсистем, входящих в состав АСКУЭ(ТЭ), не должно приводить к прекращению функционирования других подсистем или системы в целом.

9.3. В случае выхода из строя коммутационного сервера или каналов связи должен быть предусмотрен автоматический режим получения отсутствующих данных от приборов учета после восстановления работоспособности системы. Помимо этого, должна предусматриваться возможность непосредственного получения данных от счетчиков и вычислителей с помощью переносных средств для дальнейшей обработки информации АСКУЭ(ТЭ).

9.4. Для сохранности информации при отключении и сбоях по питанию все серверное оборудование АСКУЭ(ТЭ) должно быть подключено к электрической сети через источники бесперебойного питания, которые должны обеспечивать автономную работу АСКУЭ(ТЭ) при отсутствии сетевого напряжения не менее 30 мин.

9.5. АСКУЭ(ТЭ) должна быть устроена таким образом, чтобы ошибочные действия оперативного персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

9.6. Ко всем устройствам должен быть обеспечен свободный доступ уполномоченных специалистов.

9.7. При всех видах работ по монтажу, пусконаладке, техническому обслуживанию и ремонту АСКУЭ(ТЭ) необходимо соблюдать требования по защите микросхем и полупроводниковых приборов от воздействия статического электричества.

9.8. Отображение информации на экране цветного графического дисплея должно обеспечивать получение оператором полной характеристики текущего состояния оборудования и значений контролируемых параметров в виде, наиболее удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации. Фон графических экранов должен быть неяркий и выбран из "спокойной" цветовой гаммы.

9.9. Предупредительная и аварийная сигнализации должна сопровождаться мерцанием и изменением цвета цифровых значений переменных или фона графических объектов на экранах дисплеев, звуковой сигнализацией (с возможностью отключения звукового сигнала).

9.10. Все сообщения и надписи должны выводиться на русском языке, за некоторыми возможными исключениями – например, номеров позиций приборов, системных сообщений.

9.11. Средний срок службы теплосчетчиков - не менее 12 лет. Средняя наработка на отказ теплосчетчиков - не менее 75000ч.

9.12. Все компоненты системы должны быть рассчитаны на условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С +5...+50;
- относительная влажность при 35°С, % 5...95;
- атмосферное давление, кПа 84...106,7;
- степень защиты

в диспетчерских и во вспомогательных помещениях .....IP 31

в помещениях узлов учета .....IP54

## **10. Требования к защите АСКУЭ(ТЭ) от несанкционированного доступа**

10.1. В АСКУЭ(ТЭ) должны быть предусмотрены методы и средства защиты информации от несанкционированного вмешательства в работу на всех уровнях ее обработки, нарушающего достоверность учета с помощью программно – технических средств.

10.2. Методы и средства защиты должны быть оговорены в технической документации на АСКУЭ(ТЭ) и реализованы при ее внедрении.

10.3. На всех уровнях обработки информации должна быть предусмотрена парольная защита информации от несанкционированного изменения.

10.4. Доступ на изменение заданий, ручной ввод данных и директив должен контролироваться системой.

10.5. В АСКУЭ(ТЭ) необходимо организовать защиту информации от ошибочных действий оператора.

10.6. АСКУЭ(ТЭ) должна поддерживать категории пользователей, различающиеся уровнем доступа к тем или иным функциональным возможностям системы.

10.7. Управление уровнем доступа пользователями и группами пользователей осуществляется администратором АСКУЭ(ТЭ) с использованием средств системы.

10.8. Не допускается несанкционированное изменение и уничтожение архивов теплосчетчика.

10.9. Методы защиты приборов учета.

10.9.1. Защита тепловычислителей.

10.9.1.1. Методы защиты с помощью программного обеспечения:

- введение контрольных сумм программы;
- зашивка программного обеспечения и калибровочных коэффициентов во внутреннюю память программ микропроцессора с защитой от копирования или изменения штатными системами защиты микропроцессора;

- хранение данных о параметрах теплоносителя в энергонезависимой памяти с плавающей системой адресов, организованной в виде кольцевого буфера с произвольной длиной единицы хранения информации;

- создание специального программного обеспечения только для калибровки прибора. Данное программное обеспечение не входит в состав прибора.

#### 10.9.1.2. Методы конструктивной защиты:

- установка пломбы с клеймом государственного поверителя;
- установка заводской пломбы;
- установка пломбы теплоснабжающей организации;
- разделение режимов калибровки и работы с помощью механических переключателей с последующим пломбированием;
- пломбирование мест внешней коммутации;
- пломбирование отдельных внутренних отсеков для ограничения доступа к платам;
- отсутствие деталей, позволяющих менять на объекте калибровочные коэффициенты.

#### 10.9.1.3. Организационные мероприятия по защите.

Организационные мероприятия могут пересекаться с методами, указанными в п.п.10.9.1.1, 10.9.1.2 и включают в себя:

- фиксация калибровочных коэффициентов в паспортах приборов (для многоканальных тепловычислителей – фиксация контрольной суммы настроек);
- открытый доступ ко всем настроечным (калибровочным) коэффициентам;
- возможность индикации коэффициентов в приборе и их просмотр через внешние интерфейсы.

#### 10.9.2. Защита преобразователей расхода.

##### 10.9.2.1. Методы защиты с помощью программного обеспечения:

- введение контрольных сумм программы;
- специальное ПО регулировки, не входящее в состав прибора.

##### 10.9.2.2. Методы конструктивной защиты:

- установка пломб завода на всех элементах, изменение положения которых влияет на калибровочные и метрологические коэффициенты (характеристики);
- установка пломбы с клеймом поверителя;
- установка пломб ресурсоснабжающей организации на элементы внешней коммутации;
- разделение режимов калибровки и эксплуатации механическими переключателями с последующим пломбированием;
- разделение корпуса электронного блока на отсеки для размещения электронного блока и пользователя (внешней коммутации) с последовательным пломбированием;
- калибровочные и метрологические характеристики устанавливаются с помощью элементов электронного блока с последующим закрытием крышки и пломбировкой;
- подключение программного обеспечения для градуировки с помощью специального разъема (адаптера).

#### 10.9.2.3. Организационные мероприятия по защите:

- внесение в паспорт (формуляр) прибора калибровочных коэффициентов.

10.10. Калибровочные параметры преобразователей расхода, температуры, давления и тепловычислителей должны быть отображены в паспорте на средство измерений. Любые исправления (не заверенные поверителем) в паспортах являются основанием для внеочередной поверки средств измерений.

10.11. Все настроечные параметры преобразователей расхода, температуры, давления, тепловычислителя, влияющие на результат измерений, должны быть доступны пользователю и контролирующим организациям для просмотра. Изменение этих настроечных параметров может сопровождаться изменением контрольной суммы базы настроек теплосчетчика.

## **11. Требования к проектированию АСКУЭ (ТЭ).**

11.1. Проект АСКУЭ(ТЭ) разрабатывается на основании:

- технических условий, выдаваемых теплоснабжающей организацией по запросу потребителя;
- требований Правил коммерческого учета тепловой энергии (ПКУТЭ);
- технической документацией на приборы и средства измерения.

11.2. Технические условия должны содержать:

- 1) Наименование и место нахождения потребителя.
- 2) Расчетные нагрузки по каждому виду потребления тепловой энергии, для горячего водоснабжения – среднесуточные нагрузки.
- 3) Расчетные параметры теплоносителя в точке поставки.
- 4) Температурный график подачи теплоносителя, в зависимости от температуры наружного воздуха.
- 5) Требования по обеспечению возможности подключения узла учета к системе дистанционного съема показаний приборов учета с использованием стандартных промышленных протоколов и интерфейсов, за исключением требований по установке средств связи, если теплоснабжающая организация использует или планирует использовать такие средства.

11.3. Ресурсоснабжающая организация обязана выдать технические условия на установку АСКУЭ(ТЭ). На основании технических условий разрабатывается техническое задание (ТЗ) на разработку рабочего проекта АСКУЭ(ТЭ) и согласовывается с заказчиком (генподрядчиком).

11.4. Состав технического задания.

Техническое задание должно содержать:

- 1) Наименование и адрес объекта.
- 2) Основание для проектирования:
  - условия подключения к сетям водоснабжения;
  - условия подключения к тепловым сетям;
  - паспорт системы центрального отопления;
  - паспорт узла ввода системы отопления.

- 3) Цель проектирования (например: установка коммерческого узла учета тепловой энергии, воды).
- 4) Вид строительства (например: реконструкция индивидуального теплового пункта).
- 5) Источник финансирования.
- 6) Заказчик.
- 7) Эксплуатирующая организация.
- 8) Проектная, монтажная и пусконаладочная организации.
- 9) Стадийность проектирования.
- 10) Сроки проектирования.
- 11) Граница раздела балансовой принадлежности тепловых сетей и сетей водоснабжения (эксплуатационной ответственности сторон).
- 12) Источник теплоснабжения.
- 13) Назначение здания.
- 14) Параметры теплоносителя:
  - тепловая нагрузка системы отопления;
  - температурный график тепловой сети;
  - перепад давления;
  - давление в обратном трубопроводе;
  - температурный график системы отопления.
- 15) Тип системы теплоснабжения, водоснабжения
- 16) Схема присоединения системы отопления.
- 17) Схема присоединения системы горячего и холодного водоснабжения (ГВС, ХВС).
- 18) Расходы теплоносителя.
- 19) Предусмотреть в составе АСКУЭ(ТЭ) средства измерения, соответствующие требованиям «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» и стандартов НП «Метрология энергосбережения».
- 20) Схема измерений.
- 21) Требования к монтажу в соответствии с п.4 настоящего стандарта.

22) Требования к диспетчеризации в соответствии с требованиями стандартов НП «Метрология энергосбережения».

23) Требования к проекту (проект оформить в соответствии с ГОСТ 21.1101-2009, ГОСТ 21.408-93.

24) Требования к метрологическому обеспечению АСКУЭ(ТЭ) в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002.

25) Порядок согласования проектной документации.

#### 11.5. Состав проекта АСКУЭ(ТЭ)

Проект (техническое решение) должен содержать:

1) Титульный лист, на котором должен быть указан полный адрес потребителя, а также название проектной организации, печать, фамилия и подписи лиц, выполнивших техническое решение.

2) Технические условия на АСКУЭ(ТЭ).

3) Копию допуска СРО с перечнем разрешенных видов деятельности.

4) Пояснительную записку с указанием источника тепловой энергии, параметров теплоносителя, схем присоединения систем теплоснабжения, водопотребления. КТС АСКУЭ(ТЭ), тип теплосчетчика, с указанием всех приборов, входящих в его состав, возможности измерения и регистрации параметров воды, теплоносителя и тепловой энергии.

5) Сведения о максимальных и минимальных расходах теплоносителя с учетом зимнего и летнего режимов.

6) План подключения потребителя к тепловой сети, сетям водоснабжения.

7) Принципиальную схему АСКУЭ(ТЭ) и теплового пункта с узлом учёта тепловой энергии, воды.

8) План теплового пункта с указанием мест установки датчиков, мест размещения приборов УУТЭ, схемы кабельных проводок.

9) Электрические и монтажные схемы подключения приборов УУТЭ.

10) Схему пломбирования средств измерений и технического оборудования узла учета.

11) Формулы расчета тепловой энергии, теплоносителя, заложенные в тепловычислитель.

12) Настроечную базу данных, вводимую в тепловычислитель, в том числе при переходе на летний и зимний режимы.

13) Для УУТЭ в зданиях дополнительно прикладывается таблицы суточных и месячных расходов тепловой энергии по теплопотребляющим установкам, позволяющие потребителям отслеживать эффективность работы системы теплоснабжения (системы регулирования отпуска тепла).

14) Формы отчетных ведомостей показаний приборов учёта тепловой энергии, воды.

15) Требования к монтажу преобразователей расхода, датчиков температуры, датчиков давления.

16) Спецификацию применяемого оборудования и материалов.

17) Перечень основных нештатных ситуаций и расчет потребленной тепловой энергии за время действия нештатной ситуации.

11.6. Диаметр преобразователей расхода выбирается в соответствии с расчетными тепловыми нагрузками таким образом, чтобы минимальный и максимальный расходы теплоносителя не выходили за пределы нормированного диапазона измерений преобразователей расхода.

11.7. В проекте должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие доступ персонала для обслуживания и снятия показаний с приборов учета, нормальное освещение УУТЭ, ограничение доступа посторонних лиц, мероприятия по технике безопасности.

11.8. Спускные устройства (спускники) должны предусматриваться:

- на подающем трубопроводе после преобразователя расхода;
- на обратном (циркуляционном) трубопроводе до преобразователя расхода.

11.9. Тепловычислитель рекомендуется монтировать в отдельном щите, защищенном от постороннего вмешательства.

11.10. В комплекте оборудования должны быть предусмотрены монтажные вставки для замещения первичных преобразователей расхода на период монтажа или ремонта.

11.11. Проекты АСКУЭ(ТЭ) подлежат согласованию с ресурсоснабжающей организацией, выдавшей технические условия на установку приборов учета в части соблюдения технических условий. Для согласования потребитель проектная организация направляет копию проекта в ресурсоснабжающую организацию. Согласованный проект утверждается заказчиком.

## **12. Требования к монтажу комплекса технических средств АСКУЭ(ТЭ)**

12.1. Общие требования к монтажу.

12.1.1. Монтаж АСКУЭ(ТЭ) должен производиться в соответствии с проектной и рабочей документацией с учетом требований предприятий-изготовителей приборов, средств автоматизации, агрегатных и вычислительных комплексов, предусмотренных техническими условиями или инструкциями по эксплуатации этого оборудования.

12.1.2. До начала монтажа АСКУЭ(ТЭ) в зданиях и помещениях, сдаваемых под монтаж систем автоматизации, должны быть выполнены строительные работы, предусмотренные рабочей документацией и проектом производства работ.

12.1.3. На объекте в соответствии с технологическими, сантехническими, электротехническими и другими рабочими чертежами должны быть:

- проложены магистральные трубопроводы и разводящие сети с установкой арматуры;
- установлено необходимое оборудование и проложены магистральные и разводящие сети для снабжения АСКУЭ(ТЭ) электроэнергией;
- проложена канализационная сеть для сбора стоков;
- выполнена заземляющая сеть.

12.1.4. При подготовке монтажной организации к производству работ должны быть:

- а) получена проектная и рабочая документация;
- б) разработан и утвержден проект производства работ;
- в) произведена приемка строительной и технологической готовности объекта к монтажу АСКУЭ(ТЭ);
- г) произведена приемка оборудования (приборов, средств автоматизации, щитов, пультов, агрегатных и вычислительных комплексов), изделий и материалов от заказчика или генподрядчика (при условии, что монтажная организация не занимается поставками вышеуказанного оборудования);
- д) произведена укрупнительная сборка узлов и блоков;
- е) выполнены предусмотренные нормами и правилами мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности.

12.1.5. Принимаемое оборудование, материалы и изделия должны соответствовать проектной и рабочей документации, государственным стандартам, техническим и метрологическим требованиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие их качество. При приемке/передаче оборудования, материалов и изделий проверяются комплектность, отсутствие повреждений и дефектов, сохранность окраски и специальных покрытий, сохранность пломб, наличие специального инструмента и приспособлений, поставляемых предприятиями-изготовителями, проверяется соответствие сопроводительной документации, требованиям рабочих чертежей, стандартов, технических условий и других документов, определяющих монтажно-технологические требования, проверка наличия и срока действия гарантии предприятий-изготовителей.

12.1.6. До начала монтажа систем АСКУЭ(ТЭ) монтажной организацией совместно с генподрядчиком и заказчиком должны быть согласованы следующие вопросы:

- а) установлены сроки строительства специальных помещений, предназначенных для АСКУЭ(ТЭ), обеспечивающие своевременное проведение

индивидуальных испытаний, пусконаладочных работ и сдачи АСКУЭ(ТЭ) в эксплуатацию;

б) предусмотрены постоянные или временные сети, подводящие к объектам электроэнергию, воду, с устройствами для подключения оборудования и инструмента;

в) предусмотрены в соответствии с проектом и согласованы мероприятия, обеспечивающие защиту приборов и средств автоматизации, щитов, пультов, от влияния атмосферных осадков, грунтовых вод и низких температур, от загрязнений и повреждений, от статического электричества, обеспечено ограничение доступа посторонних лиц к месту монтажа.

12.1.7. До передачи оборудования, изделий и материалов заказчиком (генподрядчиком) должны быть предъявлены монтажной организации:

а) на оборудование и арматуру - сопроводительная документация

б) на материалы - сертификаты предприятий-поставщиков.

При отсутствии документов предприятия-поставщика они могут быть заменены соответствующими им по содержанию документами, подписанными ответственными представителями заказчика (генподрядчика).

12.1.8. По сопроводительной документации должно быть проверено соответствие марок, размеров и других характеристик оборудования, изделий и материалов проектной и рабочей документации, по которой должен осуществляться монтаж.

12.1.9. Работы по монтажу АСКУЭ(ТЭ) должны осуществляться в две стадии (этапа):

*На первой стадии* следует выполнять: заготовку монтажных конструкций, узлов и блоков, элементов электропроводок и их укрупнительную сборку вне зоны монтажа; проверку соответствия помещения требованиям надежной и безопасно эксплуатации АСКУЭ(ТЭ), наличия заземляющей сети; разметку трасс и установку опорных и несущих конструкций для электрических и трубных проводок, приборов и оборудования.

*На второй стадии* необходимо выполнять: прокладку трубных и электрических проводок по установленным конструкциям, установку щитов, пультов, приборов и средств автоматизации, подключение к ним трубных и электрических проводок, индивидуальные испытания и пусконаладочные работы.

12.1.10. Все работы по монтажу АСКУЭ(ТЭ) должны выполняться только специализированными организациями, имеющими допуск саморегулируемой организации. Работы по монтажу должны производиться только по согласованной с ресурсоснабжающей организацией проектной и рабочей документации, а также в соответствии с технической документацией предприятий-изготовителей оборудования для АСКУЭ(ТЭ).

12.1.11. После согласования проекта Заказчик имеет право приступить к его реализации, а ресурсоснабжающая организация к осуществлению технического надзора за монтажными работами в строгом соответствии с согласованным проектом.

## 12.2. Требования к монтажу приборов и оборудования АСКУЭ(ТЭ).

12.2.1. Все приборы и оборудование АСКУЭ(ТЭ) должны монтироваться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и инструкций предприятий-изготовителей.

12.2.2. В монтаж должны приниматься приборы и оборудование, проверенные с оформлением соответствующих протоколов.

12.2.3. Размещение приборов и оборудования и их взаимное расположение должны производиться в соответствии с проектной и рабочей документацией. Монтаж должен обеспечить точность измерений, свободный доступ к приборам, к их регулировочным и настроечным устройствам (кранам, вентилям, переключателям, рукояткам настройки и т. п.), возможность проведения технического обслуживания и ремонта.

12.2.4. В местах установки приборов и оборудования, труднодоступных для монтажа, технического и эксплуатационного обслуживания, до начала монтажа необходимо соорудить лестницы и площадки в соответствии с проектной и рабочей документацией.

12.2.5. Приборы и оборудование должны устанавливаться при температуре окружающего воздуха и относительной влажности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и инструкций предприятий-изготовителей.

12.2.6. Присоединение к приборам внешних трубных проводок должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 25164-96 и ГОСТ 25165-82, а электрических проводок – в соответствии с требованиями ГОСТ 10434-82, ГОСТ 25154-82, ГОСТ 19104-88.

12.2.7. Крепление приборов и оборудования к металлическим конструкциям (трубопроводам, опорам, щитам, стендам и т. п.) должно осуществляться способами, предусмотренными конструкцией приборов и узлами креплений, входящими в их комплект. Если в комплект отдельных приборов и средств автоматизации крепежные детали не входят, то они должны быть закреплены нормализованными крепежными изделиями.

12.2.8. При наличии вибраций в местах установки приборов резьбовые крепежные детали должны иметь приспособления, исключающие самопроизвольное их отвинчивание (пружинные шайбы, контргайки, шплинты и т. п.).

12.2.9. Отверстия приборов и оборудования, предназначенные для присоединения трубных и электрических проводок, должны оставаться заглушенными до момента подключения проводок. Выполнить шунтирование всех расходомеров, расстояние от места приварки шунта до поперечного сварного соединения не менее 50 мм.

12.2.10. Корпуса приборов и средств автоматизации должны быть заземлены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и инструкций предприятий-изготовителей и СНиП 3.05.06-85.

12.2.11. Перед установкой приборов место соприкосновения их с трубопроводами должно быть очищено от окалины и зачищено до металлического блеска.

12.2.12. Монтаж вычислительных комплексов должен осуществляться по проектной, нормативно-технической документации и инструкций предприятий-изготовителей.

12.2.13. К приемке заказчику (генподрядчику) предъявляется АСКУЭ(ТЭ) в объеме, предусмотренном проектной и рабочей документацией, прошедшая индивидуальные испытания.

12.2.14. При индивидуальном испытании следует проверить:

а) соответствие смонтированной АСКУЭ(ТЭ) проектной и рабочей документации и требованиям настоящего стандарта;

б) трубные проводки на прочность и плотность в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;

в) сопротивления изоляции электропроводок.

12.2.15. При проверке смонтированных систем на соответствие проектной и рабочей документации проверяется соответствие мест установки приборов и оборудования, соответствие их типов, технических и метрологических характеристик спецификации, соответствие требованиям настоящего стандарта и инструкциям по монтажу приборов, оборудования, щитов и пультов, электрических и трубных проводок.

12.2.16. После окончания работ по индивидуальному испытанию

оформляется акт приемки смонтированной АСКУЭ(ТЭ), подписанный представителем монтажной организации и заказчиком (генподрядчиком).

12.3. Требования к монтажу трубопроводов.

11.3.1. Соединение деталей и элементов трубопроводов должно производиться сваркой.

12.3.2. Расстояние между соседними поперечными сварными швами на прямых участках трубопроводов с теплоносителем давлением до 1,6 МПа включительно и температурой до 250°C включительно должно быть не менее 50 мм, для теплоносителей с более высокими параметрами не менее 100 мм.

12.3.3. Расстояние от поперечного сварного шва до началагиба должно быть не менее 100 мм.

12.3.4. Применение фланцевых соединений может быть допущено только для присоединения трубопроводов к арматуре и деталям оборудования, имеющим фланцы.

12.3.5. Резьбовые соединения допускаются для присоединения чугунной арматуры на трубопроводах с условным проходом не более 100 мм.

12.3.6. Допускается применение тройниковых соединений, изготовливаемых из труб с продольным швом; при этом должна быть выполнена проверка качества всех сварных соединений методами, , предусмотренными в проектной и рабочей документации.

12.3.7. Для водяных тепловых сетей с рабочим давлением теплоносителя до 2,5 МПа и температурой до 200 °С, а также для паровых тепловых сетей с рабочим давлением до 2,2 МПа и температурой до 350 °С при монтаже АСКУЭ(ТЭ) допускается применение сварных секторных отводов.

12.3.8. Требования к применению тройников и отводов.

12.3.8.1. Штампосварные тройники и отводы допускается применять при монтаже АСКУЭ(ТЭ) для теплоносителей всех параметров.

12.3.8.2. Штампосварные и сварные секторные отводы допускается применять при условии проведения 100%-ного контроля сварных соединений отводов ультразвуковой дефектоскопией.

12.3.8.3. Сварные секторные отводы допускается принимать при условии их изготовления с внутренним подваром сварных швов.

12.3.8.4. Не допускается изготавливать детали трубопроводов, в том числе отводы из электросварных труб со спиральным швом.

12.3.8.5. Сварные секторные отводы для трубопроводов из труб из ВЧШГ (высокопрочного чугуна с шаровидным графитом) допускается принимать без внутренней подварки сварных швов, если обеспечивается формирование обратного валика, а непровар по глубине не превышает 0,8 мм на длине не более 10% длины шва на каждом стыке.

12.3.9. Трубопроводы и несущие металлические конструкции должны иметь надежную защиту от коррозии.

12.3.10. Все элементы трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки выше 55 °С, расположенные в доступных для обслуживающего персонала местах, должны быть покрыты тепловой изоляцией, температура наружной поверхности которой не должна превышать 55 °С.

12.3.11. Все сварные соединения трубопроводов (включая швы приварных деталей) должны располагаться так, чтобы была обеспечена возможность их контроля методами, предусмотренными в проектной и рабочей документации.

12.3.12. В стыковых сварных соединениях элементов с различной толщиной стенок должен быть обеспечен плавный переход от большего к меньшему сечению путем соответствующей односторонней или двусторонней механической обработки торца элемента с более толстой стенкой.

12.3.13. Для обеспечения правильного сопряжения поперечных стыков труб допускаются расточка, раздача или обжатие концов труб.

12.3.14. Угол наклона поверхностей переходов не должен превышать 15°. При разнице в толщине стенок менее 30 % от толщины стенки тонкого элемента, но не более 5 мм допускается выполнение указанного плавного перехода со стороны раскрытия кромок за счет наклонного расположения поверхности шва.

12.3.15. При сварке труб и других элементов с продольными и спиральными сварными швами последние должны быть смещены один относительно другого. При этом смещение должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм для труб с наружным диаметром более 100 мм.

12.3.16. Центровку стыков стальных труб, их сварку и контроль качества производить согласно требованиям СНиП 3.05.07-85 «Тепловые сети», «Правилами безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» 2003г. [1], ГОСТ 25352-82.

12.3.17. Обработку кромок под сварку производить механическим способом или термической резкой.

12.3.18. Кромки и прилегающие к ним поверхности должны быть зачищены с двух сторон на ширину не менее 20 мм, зачистку производить до полного

удаления ржавчины, грата, брызг от термической обработки, краски, масел и других загрязнений, зачистку кромок производить механическим способом.

12.3.19. Шероховатость кромок под сварку принимается не более Rz-40 по ГОСТ 2789-82.

12.3.20. Межфланцевые соединения с датчиками расходов выполняются «встык» (без натяга фланцев на трубопроводы).

12.3.21. Отклонение уклона трубопровода от проектного должно быть не более (+/- 0,0005).

12.3.22. Сварные швы и прилегающие к ним поверхности должны быть очищены от шлака, окалины и других загрязнений на ширину не менее 20 мм, размеры непровара, вогнутости и превышение проплава в корне сварного шва стыковых соединений не должны превышать значений, устанавливаемых СНиП 3.05.05-85.

12.3.23. Отклонения угловых размеров и перекося осей не должны превышать (+/- 2,5) мм на 1 м длины трубопровода и не более (+/- 8) мм на весь прямой участок трубопровода.

12.3.24. Резьбовые соединения выполняются с уплотнением.

12.3.25. Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих ультразвуковому контролю, длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных деталей и элементов, началагиба, оси соседнего поперечного шва и т.д.) должна быть не менее 100 мм.

12.3.26. Арматура должна иметь четкую маркировку на корпусе, в которой указывается:

- а) наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- б) условный проход;
- в) условное или рабочее давление и температура среды;
- г) направление потока среды;
- д) марка стали.

12.3.27. Арматура с условным проходом 50 мм и более должна поставляться с паспортом установленной формы, где указываются применяемые

материалы, режимы термической обработки и результаты неразрушающего контроля, если проведение этих операций было предусмотрено ТУ проекта АСКУЭ(ТЭ). Данные должны относиться к основным деталям арматуры: корпусу, крышке, шпинделю, затвору и крепежу.

12.3.28. Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов АСКУЭ(ТЭ) должны использоваться материалы и полуфабрикаты, сертифицированные Росстандартом.

12.3.29. Применение новых материалов и полуфабрикатов разрешается на основании положительного заключения специализированной организации.

12.3.30. Монтажная организация обязана проверять наличие выписок из сертификатов, свидетельств или паспортов, а также клейм и заводской маркировки у всех поступающих в монтаж элементов и деталей трубопроводов.

12.3.31. Перед монтажом трубопроводов должен производиться входной контроль основных и сварочных материалов и полуфабрикатов.

12.3.32. При монтаже трубопроводов должна применяться технология сварки, аттестованная Ростехнадзором. При монтаже трубопроводов могут применяться любые аттестованные технологии сварки. Не допускается применение газовой сварки для деталей из аустенитных сталей и высокохромистых сталей мартенситного и мартенситно-ферритного класса.

12.3.32. Сварочные материалы, применяемые для сварки трубопроводов, должны соответствовать требованиям проектной и рабочей документации.

12.3.33. Сварка трубопроводов должна производиться при положительной температуре окружающего воздуха. При отрицательной температуре окружающего воздуха металл в районе сварного соединения перед сваркой должен быть просушен и прогрет с доведением температуры до положительной.

12.3.34. Необходимость и режим предварительного и сопутствующего подогрева свариваемых деталей определяются технологией сварки и должны быть указаны в проектной и рабочей документации. При отрицательной температуре окружающего воздуха подогрев производится в тех же случаях, что и при положительной, но температура подогрева должна быть выше на 50 °С.

12.3.35. Все сварные соединения подлежат визуальному, инструментальному и измерительному контролю, проводимому согласно «Правилам безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» 2003г.» [1], с целью выявления наружных и внутренних дефектов, в том числе:

а) отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов;

б) поверхностных трещин всех видов и направлений;

в) дефектов на поверхности и внутри основного металла и сварных соединений (вмятин, расслоений, раковин, наплывов, подрезов, прожогов, свищей, незаваренных кратеров, непроваров, пор, включений и т.п.).

#### 12.4. Требования к монтажу электрических систем АСКУЭ(ТЭ).

12.4.1. Монтаж электропроводок систем автоматизации (цепей измерения, управления, питания и т. п.) проводами и контрольными кабелями в коробах и на лотках, в пластмассовых и стальных защитных трубах, в кабельных каналах; монтаж зануления (заземления) должны отвечать требованиям СНиП 3.05.06-85.

12.4.2. Шкаф теплосчетчика расположить на стене с обязательным заземлением и обеспечением высоты от пола до днища не менее 0,8 м, кабели в шкаф заводятся снизу.

12.4.3. Сигнальные и силовые кабели прокладываются в кабельканалах по стене на высоте не менее 0,8 м в соответствии с ПУЭ с защитой от механических повреждений по всей длине.

12.4.4. Кабели от стены до оборудования АСКУЭ(ТЭ) проложить в гофрорукаве по перфошвеллеру, подвод кабеля к приборам выполнить U-образной петлей с подводом к сальнику прибора снизу, не допускается натяжение кабеля.

12.4.5. Присоединение однопроволочных медных жил проводов и кабелей сечением 0,5 и 0,75 мм<sup>2</sup> и многопроволочных медных жил сечением 0,35; 0,5; 0,75 мм<sup>2</sup> к приборам и сборкам зажимов должно выполняться пайкой, если конструкция их выводов позволяет это осуществить (неразборное контактное соединение).

При необходимости присоединения однопроволочных и многопроволочных медных жил указанных сечений к приборам и сборкам зажимов, имеющим выводы и зажимы для присоединения проводников под винт или болт (разборное контактное соединение), жилы этих проводов и кабелей должны оконцовываться наконечниками.

12.4.6. Однопроволочные медные жилы проводов и кабелей сечением 1; 1,5; 2,5; 4 мм<sup>2</sup> должны присоединяться непосредственно под винт или болт, а многопроволочные провода этих же сечений - с помощью наконечников или непосредственно под винт или болт. При этом жилы однопроволочных и многопроволочных проводов и кабелей, в зависимости от конструкции выводов и зажимов приборов и сборок зажимов, оконцовываются кольцом или штырем; концы многопроволочных жил (кольца, штыри) должны пропаиваться, штыревые концы могут спрессовываться штифтовыми наконечниками.

12.4.7. Если конструкция выводов и зажимов приборов и сборок зажимов требует или допускает иные способы присоединения однопроволочных и многопроволочных медных жил проводов и кабелей, должны применяться способы присоединения, указанные в технических условиях на эти изделия.

12.4.8. Присоединение алюминиевых жил проводов и кабелей сечением 2,0 мм<sup>2</sup> и более к приборам и сборкам зажимов должно осуществляться только зажимами, позволяющими выполнить непосредственное присоединение к ним алюминиевых проводников соответствующих сечений.

12.4.9. Присоединение однопроволочных жил проводов и кабелей (под винт или пайкой) допускается осуществлять только к неподвижным элементам приборов.

12.4.10. Присоединение жил проводов и кабелей к приборам, имеющим выводные устройства в виде штепсельных разъемов, должны выполняться посредством многопроволочных (гибких) медных проводов или кабелей, прокладываемых от сборок зажимов или соединительных коробок до приборов.

12.4.11. Разборные и неразборные соединения медных, алюминиевых и алюмомедных жил проводов и кабелей с выводами и зажимами приборов и

сборок зажимов должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 10434-82, ГОСТ 25154-82 и ГОСТ 19104-88.

12.4.12. Соединение стальных защитных труб между собой, с протяжными коробками и т. д. в помещениях всех классов следует осуществлять стандартными резьбовыми соединениями.

12.4.13. В помещениях всех классов, кроме взрыво- и пожароопасных зон, допускается производить соединение стальных тонкостенных защитных труб гильзами из листовой стали или стальными трубами большего диаметра с последующей обваркой по всему периметру мест соединения, при этом не допускается прожог труб.

12.4.14. Смонтированные электропроводки АСКУЭ(ТЭ) должны быть подвергнуты внешнему осмотру, которым устанавливается соответствие смонтированных проводок проектной и рабочей документации и требованиям настоящего стандарта, проверяется соответствие выполненных работ п.12.4.11.

12.4.15. После завершения монтажных работ монтажная организация представляет заказчику (генподрядчику) следующую документацию на АСКУЭ(ТЭ):

- акт передачи рабочей документации для производства работ (наличие разрешения к производству работ; дата приемки документации и подписи представителей заказчика, генподрядчика и монтажной организации);

- ведомость смонтированных приборов АСКУЭ(ТЭ) с указанием заводских номеров;

- акт о скрытых (теплоизоляционных) работах для участков трубопроводов, на которых была произведена установка приборов АСКУЭ(ТЭ) и дополнительная запорная арматура (для действующих присоединений);

- акт о скрытых работах (для измерительных диафрагм) для прямых участков трубопроводов, на которых была произведена установка измерительных диафрагм;

- акт измерения внутреннего диаметра трубопроводов (для измерительных диафрагм);

- копии лицензий монтажной организации, производившей работы (монтажные, сварочные, по контролю качества сварных соединений, пусконаладочные, электротехнические и теплоизоляционные).

### **13. Требования по проведению пусконаладочных работ (ПНР) АСКУЭ(ТЭ)**

13.1. Перед началом проведения пусконаладочных работ заказчик (генподрядчик) обязан обеспечить подачу в смонтированную АСКУЭ(ТЭ) энергоносители с требуемыми рабочими характеристиками.

13.2. Пусконаладочные работы по системам автоматизации осуществляются в три стадии.

#### *13.2.1. На первой стадии:*

-осуществляется проверка основных характеристик приборов требованиям проектной и рабочей документации;

- осуществляется проверка соответствия основных технических и метрологических характеристик приборов требованиям, установленным в паспортах и нормативной документации предприятий-изготовителей. Результаты проверки и регулировки фиксируются в акте или паспорте аппаратуры. Неисправные приборы передаются заказчику (генподрядчику) для ремонта или замены;

- осуществляется проверка работоспособности приборов и оборудования с необходимой регулировкой отдельных элементов аппаратуры.

#### *13.2.2. На второй стадии* выполняются работы по автономной

наладке АСКУЭ(ТЭ) после завершения монтажа. При этом осуществляется:

- проверка монтажа приборов на соответствие требованиям нормативной документации предприятий-изготовителей приборов, проектной и рабочей документации;

- устранение монтажной организацией обнаруженных дефектов монтажа приборов;

- проверка правильности маркировки, подключения и фазировки электрических проводов;

- настройка взаимосвязей системы автоматизации, проверка правильности прохождения сигналов;

- подготовка к включению, включение в работу и работа АСКУЭ(ТЭ) в течение не менее 72 часов для обеспечения испытания, корректировка параметров настройки АСКУЭ(ТЭ) в процессе ее работы.

### 13.2.3. На третьей стадии:

- выполняются работы по комплексной наладке систем АСКУЭ(ТЭ), доведению параметров настройки приборов, каналов связи до значений, при которых АСКУЭ(ТЭ) может быть использована в эксплуатации;

- анализ работы АСКУЭ(ТЭ) в период испытания на соответствие технических и метрологических характеристик требованиям проектной, рабочей и нормативной документации;

- оформление приемо-сдаточной документации.

13.3. Необходимые отключения или переключения трубных и электрических проводов, связанные с проверкой или наладкой отдельных приборов и оборудования, осуществляет монтажная организация.

13.4. Включение АСКУЭ(ТЭ) в работу для испытания должно производиться только при:

- отсутствии нарушений требований к условиям эксплуатации приборов и каналов связи (по температуре, влажности и агрессивности окружающей среды и т. п.) и к технике безопасности;

- наличии минимально необходимой технологической нагрузки для определения и установки параметров настройки приборов;

- наличии у заказчика (генподрядчика) документов об окончании монтажных

работ.

13.5. Пусконаладочные работы по АСКУЭ(ТЭ) следует проводить в соответствии с требованиями проектной, рабочей документации и нормативно-

технической документации предприятий-изготовителей приборов и оборудования.

13.6. Трубопроводы смонтированной АСКУЭ(ТЭ) подлежат гидравлическому испытанию с целью проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, а также всех сварных и других соединений.

13.6.1. Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов и отдельных элементов должна составлять 1,25 рабочего давления ( $P_p$ ), но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>).

13.6.2. Для гидравлического испытания должна применяться вода с температурой не ниже +5°C и не выше +40 °С.

13.6.3. Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха.

13.6.4. При гидравлическом испытании рекомендуются следующие ступени подъема давления:

1-я - 0,3  $P_p$ ;

2-я - 0,8  $P_p$ ;

3-я - до 1,25  $P_p$ ;

4-я - снижается до  $P_p$  [для трубных проводок с  $P_p$  до 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) рекомендуется только 2-я ступень].

Давление на 1- и 2-й ступенях выдерживается не менее 3 мин; в течение этого времени по показаниям манометра устанавливается отсутствие падения давления.

Пробное давление (3-я ступень) выдерживается не менее 5 мин.

Давление на 1- и 2-й ступенях выдерживается не менее 3 мин; в течение этого времени по показаниям манометра устанавливается отсутствие падения давления.

Пробное давление (3-я ступень) выдерживается не менее 5 мин. Подъем давления на 3-ю ступень является испытанием на прочность.

Рабочее давление (4-я ступень) выдерживается в течение времени, необходимого для окончательного осмотра и выявления дефектов. Давление 4-й ступени является испытанием на плотность.

13.6.5. Дефекты устраняются после снижения давления до атмосферного. После устранения дефектов испытание повторяется.

13.6.6. При гидравлическом испытании паропроводов температура их стенок должна быть не менее +10 °С.

Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 мин.

13.6.7. Дефекты, обнаруженные в процессе испытания, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

13.7. Электропроводки смонтированной АСКУЭ(ТЭ) подлежат испытанию сопротивления изоляции.

13.7.1. Измерение сопротивления изоляции электропроводок АСКУЭ(ТЭ) (цепей измерения, управления, питания и т. п.) производится мегомметром на напряжение 500-1000 В. Сопротивление изоляции не должно быть менее 0,5 МОм.

13.7.2. Во время измерения сопротивления изоляции провода и кабели должны быть подключены к сборкам зажимов щитов, пультов и распределительных коробок.

13.7.3. Приборы и проводки, не допускающие испытания мегомметром напряжением 500-1000 В, на время испытания должны быть отключены.

13.7.4. Дефекты электропроводки, обнаруженные в процессе испытания, должны быть устранены путем замены дефектных кабелей.

13.8. После завершения пусконаладочных работ монтажная организация представляет заказчику (генподрядчику) следующую документацию на АСКУЭ(ТЭ):

- акт испытания АСКУЭ(ТЭ) в течение 72 часов с последующей почасовой распечаткой отчетов и оценками точности измерений по МИ2553-99;

- акты о проведении гидравлических испытаний и промывки участков трубопроводов, на которых была произведена установка АСКУЭ(ТЭ) и дополнительная запорная арматура (для действующих присоединений);

- акт о проведении испытания сопротивления изоляции электропроводок АСКУЭ(ТЭ).

## **14. Требования по проведению приемочных испытаний АСКУЭ(ТЭ) и сдача системы в эксплуатацию**

14.1. Приемочные испытания АСКУЭ(ТЭ) представляют собой процесс проверки выполнения заданных функций системы, определения и проверки соответствия требованиям ТЗ количественных и (или) качественных характеристик системы, выявления и устранения недостатков в действиях системы, в разработанной документации.

14.2. Приемочные испытания проводят в соответствии с программой, в которой указывают:

- критерии приемки АСКУЭ(ТЭ);
- условия и сроки проведения испытаний;
- средства для проведения испытаний;
- фамилии лиц, ответственных за проведение испытаний;
- методику испытаний и обработки их результатов;
- перечень оформляемой документации.

14.3. Для проведения приемочных испытаний должна быть предъявлена следующая документация:

- техническое задание на создание АСКУЭ(ТЭ);
- состав предъявляемой документации;
- программа испытаний.

14.4. Приемочные испытания следует проводить на объектах, функционирующих в рабочем режиме эксплуатации.

14.5. Приемочные испытания должны включать проверку:

- полноты и качества реализации функций при штатных, предельных, критических значениях параметров и в других условиях функционирования АСКУЭ(ТЭ), указанных в ТЗ;

- средств и методов восстановления работоспособности АСКУЭ(ТЭ) после отказов и нештатных ситуаций;

- выполнения функций АСКУЭ(ТЭ) во всех режимах функционирования, установленных в ТЗ на АСКУЭ(ТЭ);

- реакции системы на некорректную информацию и аварийные ситуации.

- комплектности и качества эксплуатационной документации.

14.6. Проверка полноты и качества выполнения функций АСКУЭ(ТЭ) проводится в два этапа. На первом этапе проводят испытания отдельных функций (задач, комплексов задач). При этом проверяют выполнение требований ТЗ к функциям (задачам, комплексам задач). На втором этапе проводят проверку взаимодействия задач в системе и выполнение требований ТЗ к системе в целом.

14.7. Проверка средств восстановления работоспособности АСКУЭ(ТЭ) после отказов и нештатных ситуаций должна включать:

- проверку наличия в эксплуатационной документации рекомендаций по восстановлению работоспособности и полноту их описания;

- практическую выполнимость рекомендованных процедур;

- работоспособность средств автоматического восстановления функций (при их наличии).

14.8. Проверку комплектности и качества эксплуатационной документации следует проводить путем анализа документации на соответствие требованиям нормативно-технических документов ТЗ.

14.9. Результаты испытаний АСКУЭ(ТЭ), предусмотренных программой, фиксируют в протоколах, содержащих следующие разделы:

- назначение испытаний и номер раздела требований ТЗ на АСКУЭ(ТЭ), по которому проводят испытание;

- состав технических и программных средств, используемых при испытаниях;

- указание методик, в соответствии с которыми проводились испытания, обработка и оценка результатов;
- условия проведения испытаний и характеристики исходных данных;
- обобщенные результаты испытаний;
- выводы о результатах испытаний и соответствии созданной системы определенному разделу требований ТЗ на АСКУЭ(ТЭ).

14.10. Протоколы испытаний объектов по всей программе обобщают в едином протоколе, на основании которого делают заключение о соответствии системы требованиям ТЗ и возможности оформления акта приемки АСКУЭ(ТЭ) в постоянную эксплуатацию.

14.11. Приемка АСКУЭ(ТЭ) производится в присутствии заказчика (генподрядчика) и представителя организации, осуществлявшей монтаж и пусконаладку АСКУЭ(ТЭ). По результатам приемки составляется соответствующий акт технического состояния (пример акта приведен в Приложении А).

14.12. Для технической и метрологической приемки АСКУЭ(ТЭ) представитель монтажной организации должен предъявить:

- принципиальную схему АСКУЭ(ТЭ);
- проект АСКУЭ(ТЭ), согласованный с теплоснабжающей организацией;
- паспорта на приборы АСКУЭ(ТЭ);
- документы о поверке приборов АСКУЭ(ТЭ) и измерительных каналов, подлежащих поверке в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002, с действующим клеймом поверителя;
- технологические схемы узла АСКУЭ(ТЭ), согласованные с органом Росстандарта (это требование относится только к приборам, измеряющим массу или объем теплоносителя методом переменного перепада давления);
- акт о соответствии монтажа требованиям «Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами» РД 50-213-80 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя методом переменного перепада давления);

- смонтированную и проверенную на работоспособность АСКУЭ(ТЭ), включая приборы, регистрирующие параметры энергоносителей;
- протоколы испытаний объектов АСКУЭ(ТЭ) и АСКУЭ(ТЭ) в целом;
- акты и документы согласно п.п. 14.3. и 14.9. настоящего стандарта.

До проведения приемки должны быть доступны показания АСКУЭ(ТЭ) не менее чем за 72 часа.

14.13. При приемке АСКУЭ(ТЭ) в эксплуатацию должны быть проверены:

- соответствие заводских номеров на приборы учета указанным в их паспортах;
- соответствие диапазонов измерений устанавливаемых приборов учета со значениями измеряемых параметров;
- качество монтажа средств измерений и линий связи, а также соответствие монтажа требованиям паспортов и проектной документации;
- соответствие данных учета, измеренных АСКУЭ(ТЭ), требованиям пригодности данных учета для коммерческих расчетов (приложение Б) не менее, чем за 72 часа работы АСКУЭ(ТЭ).

14.14. При положительном результате приемки представитель заказчика (генподрядчика) пломбирует приборы АСКУЭ(ТЭ).

14.15. При наличии у представителя заказчика (генподрядчика) замечаний к работе АСКУЭ(ТЭ) и выявления недостатков, препятствующих нормальному функционированию АСКУЭ(ТЭ), последняя считается непригодной для коммерческого учета. В этом случае в акте, указывается полный перечень выявленных недостатков. Повторная приемка АСКУЭ(ТЭ) осуществляется после полного устранения выявленных нарушений. Требования, выходящие за рамки Правил учета тепловой энергии и настоящего стандарта, не могут являться поводом для отказа в положительном результате приемки.

14.16. Допуск в эксплуатацию АСКУЭ(ТЭ) осуществляется представителем ресурсоснабжающей организации, в присутствии представителя монтажной организации и представителя заказчика (генподрядчика) (при его желании). По результатам допуска составляется соответствующий акт. Акт составляется в 3-х

экземплярах, один из которых получает представитель монтажной организации, второй - представитель ресурсоснабжающей организации, третий – представитель заказчика (генподрядчика). При отсутствии представителя заказчика (генподрядчика) во время допуска, передачу экземпляра акта допуска заказчику (генподрядчику) осуществляет представитель ресурсоснабжающей организации.

14.17. Целесообразность проведения допуска на объекте определяет ресурсоснабжающая организация.

14.18. Ресурсоснабжающая организация предоставляет заказчику (генподрядчику) и представителю монтажной организации Акт допуска, в котором указывается наличие допуска, либо при отсутствии допуска перечень выявленных недостатков, препятствующих нормальному функционированию узла учета, с целью устранения.

14.19. АСКУЭ(ТЭ) считается допущенной к ведению коммерческого учета энергоносителей после подписания Акта представителем ресурсоснабжающей организации и представителем монтажной организации.

14.20. Учет энергоносителей на основе показаний приборов АСКУЭ(ТЭ) осуществляется с момента подписания акта допуска о его приемке в эксплуатацию.

## **15. Техника безопасного проведения работ**

15.1. Персонал монтажной организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и правилам монтажа и пусконаладочных работ. Инструктаж проводится в объеме, установленном требованиями:

- 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1];
- 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [2],
- СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве»;
- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» [3].

15.2. О проведении инструктажа должна быть сделана запись в журнале по технике безопасности.

15.3. Проектная документация на АСКУЭ(ТЭ) должна содержать требования по безопасному проведению монтажных, пусконаладочных работ, пожарно-технические характеристики, предусмотренные требованиями нормативных документов, указанных в п.15.1. настоящего стандарта.

15.4. Требования к безопасности АСКУЭ(ТЭ).

15.4.1. Все внешние части системы, находящиеся под напряжением 220В по отношению к корпусу, должны иметь защиту от случайных прикосновений.

15.4.2. По способу защиты человека от поражения электрическим током система должна относиться к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0—75.

15.4.3. Уровень шумов, издаваемых техническими средствами при работе, не должен превышать 75 дБ.

15.4.4. Общие требования к микроклимату рабочих помещений персонала АСКУЭ(ТЭ) должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88.

15.4.5. Уровень освещенности рабочих мест персонала АСКУЭ(ТЭ) должен соответствовать требованиям СНиП 23-05-95 "Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение".

15.4.5. Должна быть предусмотрена защита от слепящего действия света и отражения (бликов).

15.5. К проведению монтажных и пусконаладочных работ АСКУЭ(ТЭ) допускаются организации, имеющие соответствующие лицензии, допуски, а также соответствующие специальным требованиям к персоналу, установленным нормативными документами саморегулируемой организации.

**Приложение А**

(рекомендуемое)

**Форма акта допуска в эксплуатацию АСКУЭ(ТЭ) у потребителя**

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ресурсоснабжающей организации

---

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**АКТ**  
**ДОПУСКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ АСКУЭ(ТЭ) У ПОТРЕБИТЕЛЯ**

Произведен технический осмотр АСКУЭ(ТЭ) потребителя \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(наименование потребителя и его абонентский номер)

по адресу:

\_\_\_\_\_

и проверена комплектность необходимой технической документации и соответствие АСКУЭ(ТЭ) технической документации на него, в результате чего установлено:

\_\_\_\_\_

(указать соответствие или несоответствие пунктам настоящего стандарта)

На основании изложенного АСКУЭ(ТЭ) допускается (или не допускается) в эксплуатацию с " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. по " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. в следующем составе оборудования:

Тип прибора	Заводской номер	Показания прибора на момент допуска	Место установки и наличие пломбы
1	2	3	4

Представитель ресурсоснабжающей организации

\_\_\_\_\_

(должность, фамилия, номер телефона)

подпись \_\_\_\_\_

Ответственный оператора учета

---

---

---

(должность, фамилия, номер телефона)

ПОДПИСЬ \_\_\_\_\_

## Приложение Б

(рекомендуемое)

### Порядок определения пригодности данных учета для коммерческих расчетов.

1. Анализ на пригодность данных учета для коммерческих расчетов подвергаются следующие параметры учета:

- температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и разница температур между ними ( $T_1$ ,  $T_2$  и  $\Delta T$  соответственно, вычисляется по формуле  $\Delta T = T_1 - T_2$ );

- масса прошедшего теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и разница масс между ними ( $M_1$ ,  $M_2$  и  $\Delta M$  соответственно, вычисляется по формуле  $\Delta M = M_1 - M_2$ );

- время корректной работы узла учета (далее – наработка в часах).

2. На основании п.9.8 Правил учета тепловой энергии [4] допускается отсутствие приборного учета «не более 15 суток в течение года». Допустимое время не корректной работы узла учета за отчетный месяц должно быть:

- не более 5 суток в календарном месяце;

- не более 15 суток в календарном году.

3. Измеренные посуточные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, а также их разница проверяются на:

- соответствие диапазона измерения используемых преобразователей температуры;

- при наличии массового расхода в соответствующих трубопроводах на соответствие температурный диапазон, вытекающий из температурного графика. Например, для температурного графика 95/70 диапазон для подающего трубопровода будет от 30 до 95°C, для обратного трубопровода от 30 до 70°C.

4. Посуточные разности между измеренными значениями температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах должны быть не менее 3°.

5. Измеренные посуточные значения массы прошедшего теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на:

- соответствие диапазона измерения используемых преобразователей расхода.

- соответствие требованиям к небалансу масс. Доля массы утечки теплоносителя к массе теплоносителя поступившего на объект не должно превышать 4%. Для каждого вида подключения к системе центрального теплоснабжения и схеме теплоснабжения формула расчета небаланса масс будет разная. Для наиболее часто встречающихся схем теплоснабжения формулы расчета небаланса приведены в таблице Б.1.

### Основные схемы теплоснабжения

Т а б л и ц а Б.1

<b>Описание подключение и схемы теплоснабжения</b>	<b>Формула расчета небаланса (НБ)</b>
2-ух трубное подключение, ГВС нет;	$\text{НБ} = (M1 - M2) / M1 * 100\%$
2-ух трубное подключение, открытый водоразбор ГВС (M3).	$\text{НБ} = (M1 - M2 + M3) / M1 * 100\%$
2-ух трубное подключение, разбор ГВС с циркуляцией в обратный трубопровод отопления (M3 – масса в подающем трубопроводе ГВС, M4 – в циркуляционном).	$\text{НБ} = (M1 - M2 + M3 - M4) / M1 * 100\%$

## Библиография

[1]	«Правила безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» 2003г.	
[2]	Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 27 июля 1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».	
[3]	Федеральный закон Российской Федерации № 123-ФЗ от 22 июля 2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	
[4]	РД 153-34.0-03.301-00	«Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»